

# ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONOMICA DE UN PROYECTO DE GENERACION ELECTRICA, A PARTIR DE LA GASIFICACION DE BAGAZO EN UN CENTRAL AZUCARERO CUBANO

Alfredo Torres Fernández, Oscar Almazán del Olmo y Bárbara Hernández

## RESUMEN

La gasificación permite transformar combustibles sólidos, de bajo valor y potencialmente contaminantes, en un gas limpio que por su facilidad de transporte, presión, composición y contenido energético presenta múltiples aplicaciones, entre las cuales se encuentra la generación de electricidad, de forma limpia y altamente eficiente, mediante la utilización del gas de síntesis, que sustituye al gas natural en un ciclo combinado (Biomass Integrated Gasification Combined Cycle (BIGCC)). En el trabajo se hace un análisis de factibilidad técnico-económica de un proyecto de implementación de la tecnología BIGCC en un central azucarero de 10000 tc/d, a partir de la gasificación del bagazo con vistas a demostrar la posibilidad, desde el punto de vista económico, de invertir en ese tipo de tecnología en las condiciones actuales del sector azucarero cubano. Posteriormente, se realiza un análisis de sensibilidad, para determinar primero el punto de equilibrio del proyecto y luego las variaciones en los indicadores económicos al cambiar el monto total de las inversión, lo que resulta un elemento muy valioso en la toma de decisiones en el proceso inversionista.

**Palabras clave:** *proyectos de inversión, indicadores financieros, sensibilidad, riesgo*

## ABSTRACT

Some solid fuels which are very pollutant with low value could be transformed into a clean gas that could be used in many industrial applications for its physical properties and for being easy transported. Then, electricity generation is one of the most important applications. In this case, electricity could be generated, cleanly and efficiently, through the use of syngas that replaces the natural gas in a combined cycle (Biomass Integrated Gasification Combined Cycle (**BIGCC**)). In this paper, an economic feasibility study of the project about the implementation of Biomass Integrated Gasification Combined Cycle (**BIGCC**) in a 10000 tc/d sugar mill from bagasse gasification is done in order to demonstrate, from the economic point of view, the possibility of investment in such kind of technology in actual conditions of Cuban sugar industry. Later a sensitivity analysis is presented to show first the break-even point associated to the project and after the variations of financial indicators due to changes on the amount of total investment. Its results are very helpful for making right decisions in the project investment process.

**Key words:** *investment projects, financial indicators, sensitivity, risk*

## INTRODUCCIÓN

Según (Lora y otros, 2013) la tecnología de más perspectiva, dirigida a incrementar la generación de electricidad, es el sistema BIGCC, en el cual la tasa de generación eléctrica adicional puede tener valores entre 220 a 380 kWh/tc. Actualmente, los principales problemas que tiene dicha aplicación tecnológica radican en el insuficiente desarrollo del sistema de gasificación y en la limpieza del gas de síntesis.

La aplicación típica de BIGCC consiste en la combustión del gas de síntesis (syngas) producido a partir de la gasificación de la biomasa, en una turbina de gas para generar electricidad en el ciclo superior. El gas exhausto que sale de dicha turbina es enviado al generador de vapor de recuperación térmica (en inglés HRSG), que produce el vapor que finalmente pasa por la turbina de vapor para generar la electricidad adicional que ocurre en el ciclo inferior y donde el vapor exhausto se envía a proceso para el calentamiento térmico. La primera planta demostrativa que utilizó la tecnología BIGCC, fue construida en 1993 en Varnamo, Suecia, produciendo 6 MW de potencia eléctrica y 9 MW de potencia térmica. El sistema estuvo constituido por: un gasificador presurizado de lecho fluidizado circulante, una turbina de gas y una turbina de vapor. La eficiencia total en cogeneración fue de 83%, mientras que la eficiencia eléctrica fue de 33% según (Ciferno, 2002). En la figura 1 se muestra la evolución tecnológica que ha tenido los procesos de cogeneración (CHP) empleando la gasificación de la biomasa.

Energy Conversion Technology	Conversion Technology Commercialization Status	Integrated CHP Technology (Prime Mover)	Prime Mover Commercialization Status
Gasification			
Fixed bed gasifiers	Emerging technology – The actual number of biomass gasification systems in operation worldwide is unknown, but is estimated to be below 25.	Gas turbines – simple cycle	Prime movers have been commercially proven with natural gas and some medium heating value biogas.
Fluidized bed gasifiers	A review of gasifier manufacturers in Europe, USA, and Canada identified 50 manufacturers offering commercial gasification plants from which 75 percent of the designs were fixed bed; 20 percent of the designs were fluidized bed systems.	Gas turbines – combined cycle	Operation on low heating value biogas and the effects of impurities on prime mover reliability and longevity need to be demonstrated.
		Large internal combustion (IC) engines	
Modular* gasification technology	Emerging technology – A small number of demonstration projects supported with research, design, and development funding.	IC engine	Commercial technology – But operation on very low heating value biogas needs to be demonstrated.
		Microturbine	Commercial introduction
		Fuel cell	
Modular* hybrid gasification/combustion	Emerging technology – Limited commercial demonstration.	Stirling engine	Emerging technology
		Small steam turbine	Commercial technology – But integrated system emerging.

\*Small, packaged, pre-engineered systems (smaller than 5 MW).

**Fig. 1.** Evolución tecnológica de los procesos de cogeneración que utilizan gasificación de biomasa tomado de (United States-EPA, 2007)

Adicionalmente, el volumen de biomasa que se recoge en un determinado momento, depende de una variedad de factores. Para los residuos agrícolas, estas consideraciones incluyen el tipo y secuencia de la operación de cosecha, la eficiencia del equipo de cosecha, las restricciones ambientales establecidas, etc. El mecanismo de recolección usado para los residuos agrícolas es similar al empleado actualmente en la recogida del

heno. Estos sistemas de recolección de los residuos agrícolas tienen diferentes niveles de eficiencia, provocando que el costo de recolección varíe entre 5 a 7 USD/t según (Ciferno, 2002).

El costo de transportación de la biomasa depende de la distancia a que se encuentre, así como del volumen a transportar. En el 2002, según (Ciferno, 2002), el costo de transportación de los residuos agrícolas en los Estados Unidos estuvo en el rango de 7 a 10 USD/t en base seca, para pacas convencionales.

En las condiciones de una zafra cubana, se tienen las siguientes consideraciones según (Vázquez, 2011):

- **Bagazo sobrante:** Se considerara solo en los caso de los ingenios que alcanzan un aprovechamiento de la norma potencial del 85%. Se estima que se dispondrá al final del periodo del 10% de todo el bagazo producido y que tiene un valor de 8,05 USD/t.
- **Paja (RAC) recogida en el campo:** Se considera que el corte mecanizado deja en el campo el 50% de la paja y que es posible recoger por medios mecanizados hasta el 50% de esta, lo que significa un índice de producción de 79 kg/ton de caña molible. El costo de producción en el campo utilizando el equipamiento brasileño para la producción de pacas cilíndricas se considera de 8 USD/t.

Las principales variantes en las tecnologías de conversión de biomasa para la cogeneración son los sistemas de combustión directa y los sistemas de gasificación. Los sistemas de gasificación de biomasa operan mediante el calentamiento y posterior craqueo térmico de las partículas sólidas, formando un gas combustible denominado gas de síntesis o syngas, que se limpia y filtra, para luego combustionarse en un modo simple o en un ciclo combinado. En la figura 2 se muestra el esquema de la tecnología BIGCC que se pretende implementar en un central azucarero de capacidad 10 000 tc/d.

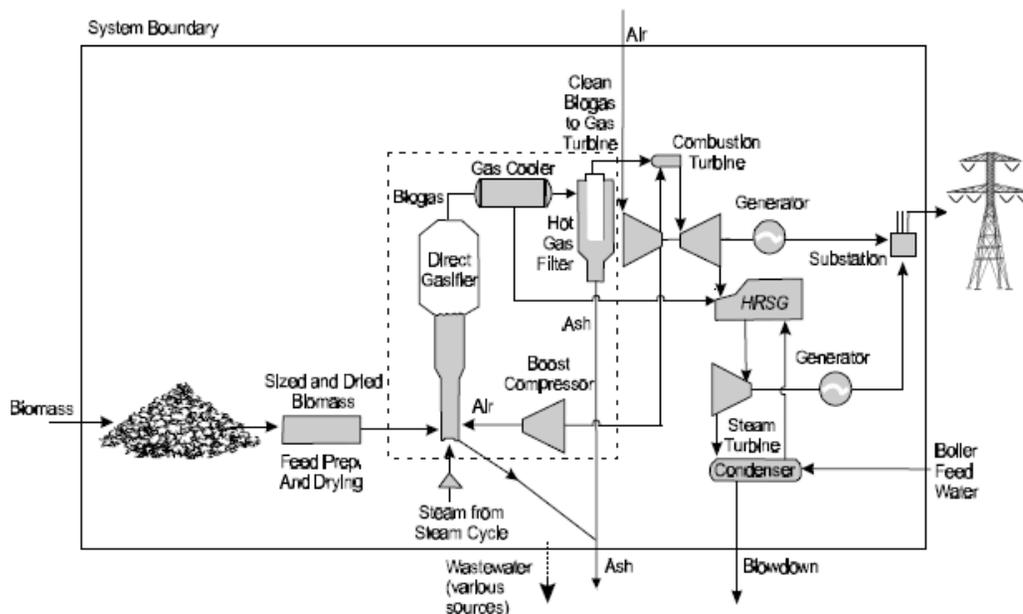


Fig. 2. Esquema de la tecnología BIGCC tomado de (United States-EPA, 2007)

En el trabajo se hace un análisis de factibilidad técnico-económica de un proyecto de implementación de la tecnología BIGCC en un central azucarero de 10000 tc/d, a partir de la gasificación del bagazo; empleando dos variantes. En una de las variantes se incluye la posibilidad de reducir el consumo específico de vapor y por tanto extender el tiempo de generación en un 33%. Este estudio permite demostrar la posibilidad, desde el punto de vista económico, de invertir en ese tipo de tecnología en las condiciones actuales del sector azucarero cubano.

Posteriormente, se realiza un análisis de sensibilidad, para determinar primero el punto de equilibrio del proyecto y por ende los márgenes de seguridad asociados a cada una de las variantes analizadas. Luego, el impacto que tienen las variaciones en el monto total de la inversión en los valores de los indicadores económicos, lo que resulta un elemento muy valioso en la toma de decisiones en el proceso inversionista.

## MATERIALES Y MÉTODOS

Una forma de mejorar la eficiencia de generación de electricidad, desde el punto de vista ambiental, es mediante la producción simultánea de energía eléctrica y calor (Combined Heat and Power = CHP) que se denomina COGENERACION. Para la gasificación del bagazo se necesita sólo el **30%** del aire estequiométrico.

Según (Lesme, 2005) las experiencias sobre gasificación de bagazo a escala piloto desarrolladas en Brasil para un amplio rango de condiciones de trabajo, demostraron que el valor calórico del gas de síntesis producido es de 4.5 MJ/Nm<sup>3</sup>. Sobre la base de estos parámetros, para gasificar 1300 t de bagazo/d (14 kg/s) que se corresponde con el flujo de bagazo para producir el vapor necesario (combustión) en el proceso de fabricación en una zafra de **10 000 t/d**, se obtendría un flujo de gases de 38 kg/s, con un **calor útil de 220 MW**, considerando una eficiencia de la turbina de gas de 35% obtendríamos una potencia de generación de electricidad de **77 MW para la turbina de gas**.

En los ciclos combinados, la turbina de vapor genera el 50% de la del gas por lo que **la potencia de generación total de electricidad sería de 114 MW**. En resumen, los datos sobre la producción de electricidad para una molida de 10000 tc/d, comparando la tecnología convencional con BIGCC, aparecen en la tabla 1.

**Tabla 1.** Comparación de la tecnología convencional con BIGCC en la producción de electricidad

PRODUCCION DE ELECTRICIDAD PARA UNA MOLIDA DE 10000 tc/d				
TIPO DE TECNOLOGIA	PRODUCCION ESPECIFICA (kWh/tc)	CONSUMO EN PROCESO (MWh/d)	PRODUCCION TOTAL (MWh/d)	ENERGIA VENDIDA (MWh/d)
CONVENCIONAL	15-24	200	150-240	
<b>BIGCC</b>	<b>300-330</b>	<b>200</b>	<b>3000-3300</b>	<b>2800-3100</b>

Nota: Elaboración propia con los datos que aparecen en (Lesme, 2005)

En la **tabla 2** se muestran los costos de inversión en la tecnología BIGCC en función de la potencia instalada.

**Tabla 2.** Costos de inversión en la tecnología BIGCC en función de la potencia instalada.

COSTO DE INVERSION EN LA TECNOLOGIA BIGCC EN FUNCION DE LA POTENCIA INSTALADA		
TIPO DE TECNOLOGIA	POTENCIA INSTALADA (MWe)	COSTO (USD/kWe)
BIGCC	30,00	3.000,00
	60,00	2.200,00

Nota: Elaboración propia con los datos que aparecen en (Lesme, 2005)

En la figura 3 aparece la información básica relacionada con los costos de generación de electricidad en la tecnología BIGCC y que sirven de referencia en la evaluación económica del proyecto bajo estudio.

**Table 7-14. Biomass Gasification Power Generation Systems—Net Cost to Generate Power (\$/kWh)**

Biomass Cases	Atmospheric Gasification	Atmospheric Gasification	Atmospheric Gasification	High-Pressure Gasifier
Tons/day (as received)	100	258	452	1,215
Gasifier type	Fixed	Fluidized	Fluidized	Fluidized/ high-pressure
Gasifier efficiency (%)	71	71	71	72
Biomass fuel to gasifier (MMBtu/hr)	49.6	127.9	224.1	531.9
Fuel produced (MMBtu/hr)	35.2	90.8	159.1	382.6
Natural gas cost (\$/MMBtu)	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00
Natural gas boiler efficiency (%)	80%	80%	80%	80%
Displaced boiler biomass fuel (\$/MMBtu of process steam)	\$2.82	\$2.82	\$2.82	\$2.82
Displaced boiler natural gas (\$/MMBtu of process steam)	\$7.50	\$7.50	\$7.50	\$7.50
<b>CHP—Maximum Thermal</b>				
Electric capacity (MW)	4.0	4.9	8.6	32.6
Annual electric generation (MWh)	31,536	38,632	67,802	257,018
Process steam (MMBtu/hr)	21.8	40.1	70.0	170.5
Annual process steam generation (MMBtu)	171,871	316,148	551,880	1,344,222
<b>Annual Operating Expenses</b>				
Biomass fuel costs	\$695,194	\$1,792,646	\$3,140,985	\$7,455,110
Non-fuel O&M costs	\$1,377,000	\$1,704,000	\$2,254,000	\$4,860,000
Annual capital recovery costs	\$940,134	\$2,592,983	\$3,723,816	\$8,786,790
Displaced electricity purchases (\$0.07/kWh)	(\$2,207,520)	(\$2,704,240)	(\$4,746,140)	(\$17,991,260)
<b>Total Annual Operating Expenses</b>	<b>\$804,808</b>	<b>\$3,385,389</b>	<b>\$4,372,661</b>	<b>\$3,110,640</b>
<b>Net Cost to Generate (\$/kWh)</b>				
Biomass fuel costs (\$/kWh)	\$0.022	\$0.046	\$0.046	\$0.029
Non-fuel O&M costs (\$/kWh)	\$0.044	\$0.044	\$0.033	\$0.019
Capital recovery (\$/kWh)	\$0.030	\$0.067	\$0.055	\$0.034
Cost to generate (\$/kWh)	\$0.096	\$0.158	\$0.134	\$0.082
Biomass boiler steam credit (\$/kWh)	(\$0.015)	(\$0.022)	(\$0.022)	(\$0.014)
<b>Net Power Costs (\$/kWh)</b>	<b>\$0.081</b>	<b>\$0.136</b>	<b>\$0.113</b>	<b>\$0.068</b>
Natural gas boiler steam credit (\$/kWh)	(\$0.041)	(\$0.061)	(\$0.061)	(\$0.039)
<b>Net Power Costs (\$/kWh)</b>	<b>\$0.055</b>	<b>\$0.096</b>	<b>\$0.073</b>	<b>\$0.043</b>
<b>Power Only—Condensing Turbine</b>				
Electric capacity (MW)	N/A	6.6	11.6	39.0
Annual electric generation (MWh)	N/A	46,253	81,293	273,312
Process steam (MMBtu/hr)	N/A	0	0	0
<b>Net Cost to Generate (\$/kWh)</b>				
Boiler fuel costs (\$/kWh)	N/A	\$0.039	\$0.039	\$0.027
Non-fuel O&M costs (\$/kWh)	N/A	\$0.037	\$0.028	\$0.018
Capital recovery (\$/kWh)	N/A	\$0.059	\$0.050	\$0.034
<b>Net Power Costs (\$/kWh)</b>	<b>N/A</b>	<b>\$0.135</b>	<b>\$0.116</b>	<b>\$0.079</b>

**Fig. 3.** Costos Netos de generación de electricidad en la tecnología BIGCC tomado de (United States-EPA, 2007)

En la tabla 3 aparecen los valores de los parámetros fundamentales que se emplean en el cálculo de los indicadores financieros: VAN, TIR y período de recuperación y el análisis de sensibilidad. Por otra parte, se considera un costo de generación total en las condiciones cubanas superior al 20 % de lo que reporta la literatura internacional y un costo variable unitario de generación equivalente al 60 % del costo de generación total.

**Tabla 3.** Valores de los parámetros fundamentales que se emplean en el cálculo de los indicadores financieros y el análisis de sensibilidad

PARAMETROS	VALORES
ENERGIA VENDIDA (MWh/d)	3.000,00
PRECIO USD/MWh	150,00
COSTO NETO DE GENERACION (USD/MWh)	94,80
COSTO VARIABLE DE GENERACION (USD/MWh)	57,83
INVERSION TOTAL (MUSD)	90.000,00
COSTO FIJO TOTAL DE GENERACION (USD/a)	9.000,00

Nota: Elaboración propia.

Por último, en la evaluación económica del proyecto se consideran dos variantes (A y B), teniendo en cuenta lo que plantea (Lora y otros, 2013): al reducirse el consumo específico de vapor de 500 a 400 kg de vapor/tc se incrementa el bagazo sobrante en 45 kg /tc. Además se toma un horizonte de planificación de 10 años con un período de dos años para la construcción y montaje de la instalación.

- **Variante A:** 150 días de generación
- **Variante B:** 200 días de generación, un incremento del 33% por considerar la reducción del consumo específico de vapor.

## RESULTADOS Y DISCUSIONES

Los valores obtenidos de ganancia total para el empleo de las variantes A y B en el proyecto, que son la base para la construcción del flujo de caja para ambas variantes, se muestran en la tabla 4.

**Tabla 4.** Valores obtenidos de ganancia total para las variantes A y B

Días de GENERACION	ENERGIA VENDIDA TOTAL (MWh/a)	INGRESO TOTAL (MUSD/a)	COSTO TOTAL (MUSD/a)	GANANCIA TOTAL (MUSD/a)
150,00 - A	450.000,00	67.500,00	42.660,00	<b>24.840,00</b>
200,00 - B	600.000,00	90.000,00	56.880,00	<b>33.120,00</b>

Nota: Elaboración propia

El flujo de caja para las variantes A y B junto con los indicadores financieros asociados aparece en la tabla 5.

**Tabla 5.** Flujo de caja para las variantes A y B junto con los indicadores financieros asociados.

HORIZONTE DE PLANIFICACION (a)	FLUJO DE CAJA DE VARIANTE A	FLUJO DE CAJA DE VARIANTE B
0	-54.000,00	-54.000,00
1	-36.000,00	-36.000,00
1	24.840,00	33.120,00
2	24.840,00	33.120,00
3	24.840,00	33.120,00
4	24.840,00	33.120,00
5	24.840,00	33.120,00
6	24.840,00	33.120,00
7	24.840,00	33.120,00
8	24.840,00	33.120,00
9	24.840,00	33.120,00
10	24.840,00	33.120,00
<b>VAN al 12 %</b>	<b>34.974,12</b>	<b>72.269,92</b>
<b>TIR</b>	<b>22%</b>	<b>29%</b>
<b>PERIODO DE RECUPERACION (a)</b>	<b>3,62</b>	<b>2,72</b>

Nota: Elaboración propia

Se aprecia en la tabla 5 que para las variantes A y B, el Valor Actual Neto (VAN) es positivo y la tasa interna de retorno es superior a la tasa de actualización (12%), lo que indica la factibilidad económica de cada una de ellas. El resultado en materia de periodo de recuperación indica que la inversión se recupera dentro del horizonte de planificación del proyecto, en ambas variantes en un período de recuperación menor de cuatro años.

En la determinación del punto de equilibrio se utiliza la siguiente expresión:

$$PE = CFT / (P - CVU)$$

Donde:

**PE:** Punto de Equilibrio

**CFT:** Costo Fijo Total.

**P:** Precio Unitario.

**CVU:** Costo Variable Unitario.

Sustituyendo con los valores asociados al proyecto bajo estudio se obtiene que **PE** sea igual a 97645,65 MWh/a. Este valor representa un margen de seguridad para la variante A de 78,3% y para la variante B de 83,73%.

La variación de los indicadores financieros en función del incremento en el monto total de la inversión se muestra en la tabla 6.

**Tabla 6.** Variación de los indicadores financieros en función del incremento en el monto total de la inversión.

INDICADORES	BASE		20%		30%		45%	
	A	B	A	B	A	B	A	B
<b>VAN (MUSD) al 12%</b>	<b>34.974,12</b>	<b>72.269,92</b>	19.591,47	56.887,27	11.900,14	49.195,94	363,15	37.658,95
<b>TIR</b>	<b>21,88%</b>	<b>28,88%</b>	17,04%	23,64%	14,95%	21,50%	12,09%	18,71%
<b>PERIODO DE RECUPERACION (a)</b>	<b>3,62</b>	<b>2,72</b>	4,35	3,26	4,71	3,53	5,25	3,94

Nota: Elaboración propia

Se aprecia en la tabla 6 como en la medida en que se incrementa el monto total de la inversión, los indicadores financieros se deterioran. La variante A deja de ser factible económicamente con un incremento del monto de la inversión superior al 45%.

## CONCLUSIONES

- A pesar de ser una inversión multimillonaria y suponerse un costo de generación superior en un 20% al reportado en la literatura; se demuestra la factibilidad económica de ambas variantes. Incluso la variante B, que considera la reducción del consumo específico de vapor y por ende, se extiende el tiempo de generación, tiene un período de recuperación inferior a tres años.
- En la proyección estratégica del Grupo Azucarero AZCUBA hasta el año 2017 aparecen entre los objetivos fundamentales alcanzar: la mejora de la eficiencia energética de los centrales y la ampliación de la capacidad de molienda de algunos centrales (hasta 10000 tc/d). Por tanto, los supuestos asumidos en el estudio son totalmente válidos.
- El estudio demuestra un bajo riesgo operativo en ambas variantes ya que el margen de seguridad no excede el 75%.

- El incremento del monto de la inversión total impacta de forma significativa en los valores de los indicadores financieros. Se aprecia como cuando dicho monto excede el 45%, la variante A deja de ser factible desde el punto de vista económico.

## **Bibliografía**

- Lora, E.E.S.; et al (2013), *The sugar and alcohol industry in the biofuels and cogeneration era: a paradigm change*, artículo aceptado en el Congreso ISSCT, Brasil.
- Ciferno, J.P.; Marano, J. (2002), *Benchmarking Biomass Gasification for Fuels, Chemicals and Hydrogen Production*, U.S. Department of Energy & National Energy Technology Lab.
- Vázquez, C.; et al (2011), *Generación de electricidad en los centrales azucareros en el período fuera de zafra*, Informe Técnico, MINAZ.
- EPA *Combined Heat and Power Partnership* (2007), Biomass CHP Catalog, Energy and
- *Environmental Analysis, Inc., an ICF International Company, and Eastern Research Group, Inc.* (ERG)
- Lesme, J. (2005), *Gasificación de Biomasa, Primera Convención Internacional de Energías Renovables*, Ciudad Habana, Cuba.

### **Autores:**

#### **Dr.C. Alfredo Torres Fernández.**

Investigador Auxiliar

Instituto de Investigaciones de los Derivados de la Caña de Azúcar (ICIDCA).

[alfredo.torres@icidca.edu.cu](mailto:alfredo.torres@icidca.edu.cu)

#### **Dr.C. Oscar Almazán del Olmo**

Investigador Titular,

Instituto de Investigaciones de los Derivados de la Caña de Azúcar (ICIDCA).

[oscar.almazan@icidca.edu.cu](mailto:oscar.almazan@icidca.edu.cu)

#### **Ing. Bárbara Hernández Martínez.**

Directora de Generación Eléctrica de AZCUBA

Grupo Empresarial de la Industria Azucarera (AZCUBA).

[barbara.hernandez@azcuba.cu](mailto:barbara.hernandez@azcuba.cu)

*Presentado: 3 de julio de 2012*

*Aprobado para publicación: 29 de octubre de 2013*